

ВЛИЯНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА НА ВОССТАНОВЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД

Бикбулатов Ринат Камильевич

магистрант, Тюменский индустриальный университет, РФ, г.Тюмень

Мулявин Семен Федорович

научный руководитель, д-р. техн. наук, профессор, Тюменский индустриальный университет, РФ, г. Тюмень

Аннотация. С целью снижения негативного воздействия буровых растворов на пласт, перед их применением на скважине необходимо проведение испытаний их на керне. Это позволяет выбрать наиболее оптимальные рецептуры растворов, подобрать или заменить отдельные их составляющие для получения наибольшего восстановления коллекторских свойств пород при освоении скважин.

Ключевые слова: порода, буровой раствор, пористость, проницаемость, коллектор, скважина.

Проникновение фильтрата бурового раствора в поровое пространство приводит к следующим негативным явлениям:

- Набухание глинистых частиц в коллекторе, образование стойких эмульсий.
- Закупоривание пор твердыми частицами, проникающими в пласт вместе с фильтраатами.
- Образование нерастворимых осадков при взаимодействии фильтрата и пластовых жидкостей.
- Проникновение твердой фазы с внутрипоровой глинизацией.
- Образование газовой преграды и блокирующее действие воды.

Исследования по определению влияния бурового раствора на коллекторские свойства пород проведены по апробированной методике, которая включает:

- Подготовка образцов.
- Исследования, выполняемые на образцах до фильтрации бурового раствора.
- Эксперимент

1. Подготовка образцов

Образцы к эксперименту готовятся в соответствии с ГОСТ 26450.0-85. Эксперимент проводится на стандартной для потоковых экспериментов модели из трех образцов длиной и диаметром порядка 30 мм.

До фильтрации бурового раствора на образцах определяются исследования:

- пористости насыщением жидкостью в соответствии с ГОСТ 26450.1-85;
- абсолютная газопроницаемость в соответствии с ГОСТ 26450. 2-85;
- остаточная водонасыщенность в соответствии с ОСТ 39-204-86

2. Эксперимент

Эксперимент выполнен на образцах пород того литотипа, который характерен для продуктивного пласта в целом, либо преимущественно и имеет лучшие коллекторские свойства.

Для эксперимента были взяты два вида ФБР (фильтрат бурового раствора): ФБР полимерингибированного и ФБР2 – полимеркарбонатный.

Приготовление фильтрата бурового раствора осуществляется на специальной установке (принципиальная схема – рис. 1), состоящей из корпуса со штуцером для подачи сжатого воздуха и с отверстием для отбора фильтрата. Внизу устанавливается металлический фильтр 4, а сверху фильтровальная бумага 3.

В корпус заливается испытываемый раствор, затем закрепляется крышка и подсоединяется баллон со сжатым воздухом.

После создания давления в корпусе от 0,1 МПа до 0,5 – 1,0 МПа из раствора отделяется фильтрат и собирается в специальную емкость.



Рисунок 1. 1 - корпус, 2 - металлическое кольцо, 3 - бумажный фильтр, 4 - фильтрационная решетка, 5 - крышка

2.1 *Первый этап эксперимента* заключался в определении фазовой проницаемости пород по газу при 100 %-ной его фильтрации в потоке при остаточной водонасыщенности в пластовых условиях. Здесь и далее работы выполнялись в соответствии с требованиями ОСТ 39-235-89.

2.2 *Второй этап эксперимента* заключался в фильтрации фильтрата бурового раствора через модель с определенным перепадом давления в течение 12 часов, либо до прекращения фильтрации по росту давления выше установленного заданием.

2.3 *Третий этап эксперимента* заключался в определении фазовой проницаемости пород по газу при 100 %-ной его фильтрации в потоке в течение 24 часов после попадания фильтрата

бурового раствора.

3. Анализ и обобщение информации, полученной в результате эксперимента.

В качестве количественного показателя влияния фильтрата бурового раствора на образец керна используется **коэффициент восстановления проницаемости β** , который определяется как отношение проницаемости образца после воздействия на него фильтрата бурового раствора k_1 к исходной проницаемости образца k_0 .

$$\beta = (k_1/k_0) \cdot 100 \%$$

По результатам исследований влияния фильтрата бурового раствора на проницаемость были построены следующие графики:

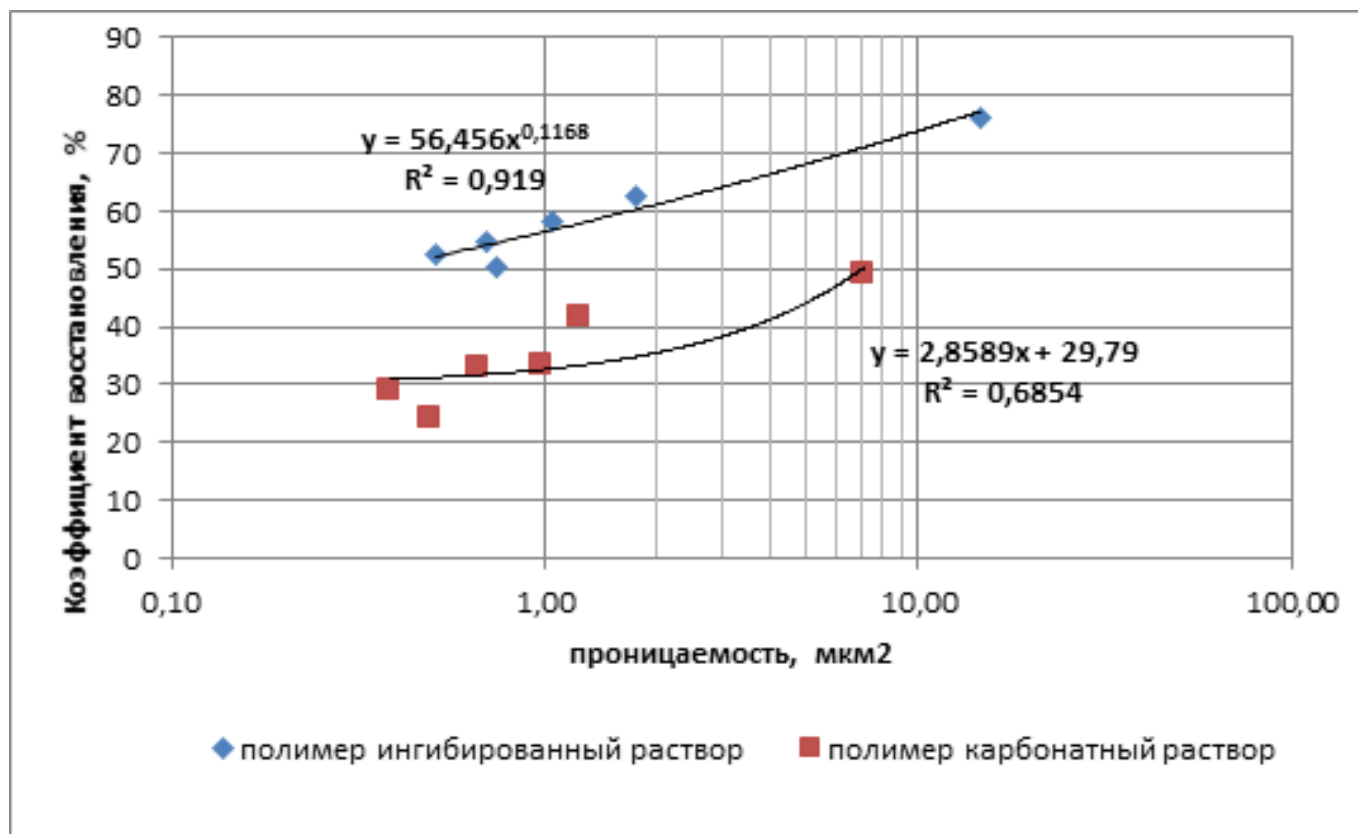


Рисунок 2.1 Сопоставление зависимостей коэффициента восстановления проницаемостей ФБР - полимерингибированного и ФБР-полимеркарбонатный

Из графиков видно, что в качестве бурового раствора лучше подходит полимерингибированный раствор, имеющий больший коэффициент восстановления.

		п/ п					бур. , м	каро т., м		%	мк м ² K-air	мк м ² K- klin k	у до про кач ки ЖГ , 1 0 ⁻³ мк м ²	у п осл е п нов ч и ЖГ , 1 0 ⁻³ мк м ²	вос ста нов лен ия про ни цае мо сти (β), %	ие
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	полимер карбона тный	1	01 6	30 05		016-300 5-65/1	230 4.33	2308 .25	Песчаник св-серый, м/з, алеври тистый. Од нородный.	13. 3	1.3 4	1.2 4	0.5 48	0.0 26	4.7 4	-
9	полимер ингибир ованный раствор	2	01 6	30 05		016-300 5-33	229 4.81	2298 .73	Песчаник св-серый, м/з, алеври тистый. Од нородный	13. 2	1.8 6	1.7 4	0.7 74	0.0 68	8.7 9	-
1	полимер карбона тный	3	01 6	30 05		016-300 5-69	230 5.10	2309 .02	Песчаник св-серый, м/з, алеври тистый. Од нородный	15. 5	7.3 9	7.1 2	4.0 1	0.1 64	4.0 9	-
1	полимер ингибир ованный раствор	4	01 6	30 05		016-300 5-52	229 8.42	2302 .34	Песчаник св-серый, м/з, алеври тистый. Од нородный	17. 6	15. 04	14. 63	6.7 07	0.6 18	9.2 1	-
1	полимер карбона тный	5	01 6	30 05	Ю ₄	016-300 5-157	234 0.41	2344 .33	Песчаник св-серый, м/з, алеври тистый. Од нородный	12. 3	0.4 3	0.3 9	0.1 52	0.0 04	2.6 3	-
9	полимер ингибир ованный раствор	6	01 6	30 05	Ю ₄	016-300 5-145/2	233 5.50	2339 .42	Песчаник св-серый, м/з, алеври тистый. Од нородный.	12. 3	0.7 5	0.7 0	0.2 94	0.0 26	8.8 4	-
1	полимер карбона тный	7	01 6	30 05	Ю ₄	016-300 5-204	235 7.01	2360 .93	Песчаник св-серый, м/з, алеври тистый. Од нородный	14. 1	1.0 8	0.9 9	0.4 27	0.0 13	3.0 4	-
1	полимер	8	01	30	Ю ₄	016-300	234	2346	Песчаник	14.	1.1	1.0	0.4	0.0	10.	-

	ингибированный раствор		6	05		5-168/1	2.90	.82	св-серый, м/з, алевроитистый. Однородный.	2	4	5	54	47	35	
1	полимеркарбонатный	9	01 6	30 05	Ю ₆	016-300 5-227	242 6.18	2430 .10	Песчаник св-серый, м/з, алевроитистый. Однородный	13. 3	0.5 5	0.5 0	0.1 81	0.0 04	2.2 1	-
1	полимерингибированный раствор	10	01 6	30 05	Ю ₆	016-300 5-231/2	242 8.07	2431 .99	Песчаник св-серый, м/з, алевроитистый. Однородный	12. 5	0.5 6	0.5 1	0.1 96	0.0 17	8.6 7	-
1	полимеркарбонатный	11	01 6	30 05	Ю ₆	016-300 5-228/3	242 6.80	2430 .72	Песчаник св-серый, м/з, алевроитистый. Однородный	12. 5	0.7 3	0.6 7	0.2 65	0.0 08	3.0 2	-
1	полимерингибированный раствор	12	01 6	30 05	Ю ₆	016-300 5-231	242 8.18	2432 .10	Песчаник св-серый, м/з, алевроитистый. Однородный	13. 7	0.8 1	0.7 5	0.2 86	0.0 27	9.4 4	-

Результаты исследования показали:

1. при сравнении двух растворов полимерингибированного и ФБР-полимеркарбонатный, коэффициент восстановления у первого колеблется в пределах от 50 до 70%, у второго влияние на пласт более негативное, коэффициент восстановления снижется от 30 до 50%. Предпочтение при выборе дается полимерингибированному раствору.
2. результаты исследования по определению влияния ФБР на коллекторские свойства пород при разных призаплавных режимах – атмосферных и пластовых определили: коэффициент восстановления в среднем составляет 6,25%.

Список литературы:

1. Геология и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений./ Гавура В.Е. - М.:ВНИИОЭНГ, 1995. - с.496.
2. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов./ Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. - М.: Недра, 1984. - с.269.
3. Геологические основы поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений./ Пермяков И.Г., Шевкунов Е.К. //М.: Недра, 1971.
4. Промывочные жидкости в бурении./Жуховицкий С.Ю./Недра, 1976.
5. Буровые растворы/ Городнов В.Д./Недра, 1985.

6. Лабораторный практикум по основам гидравлики и промывочным жидкостям/Недра,1982.